

# ROHSTOFFMONITOR

## 14. Dezember 2018

---

### Ölmärkte: Warten auf die Kürzungen

#### Executive Summary

Jan Edelmann  
Telefon: 040-3333-15206  
jan.edelmann@hsh-nordbank.com

- ❖ In der vergangenen Woche beschlossen die Teilnehmer des „OPEC+“-Rahmenwerks neue Produktionskürzungen, welche den Ölmarkt dabei unterstützen sollen, diesen zurück ins Gleichgewicht zu bringen. Hierzu verständigte man sich auf eine Kürzung der Fördermenge von insgesamt 1,2 Mio. Barrel/Tag ggü. dem Oktober-Produktionsniveau. Dies schafft aus unserer Sicht eine sehr gute fundamentale Ausgangsbasis für die Entwicklung des Ölmarktes im kommenden Jahr.
- ❖ Die ökonomischen Anreize für erneute Förderkürzungen waren unserer Ansicht nach überzeugend. Einerseits können dadurch die Öllagerbestände auf Normalniveau gehalten werden, wodurch ein spürbares Ansteigen der Ölpreisvolatilität vermieden werden konnte. Darüber hinaus erwarten wir, dass der negative Mengeneffekt, der den OPEC-Staaten die Haushaltseinnahmen reduzieren wird, durch den positiven Preiseffekt aufgewogen wird.
- ❖ Die erneuten Kürzungsmaßnahmen stellen unserer Ansicht nach keinen Strategiewechsel der OPEC dar. Auch der Kampf um Marktanteile dürfte trotz der Kürzungen weitergehen. Allerdings verfolgt die OPEC klar das Ziel ein stabiles Ölmarktumfeld zu schaffen.
- ❖ Die Förderkürzungen wurden angesichts eines besser als erwarteten US-Produktionswachstums (1,5 Mio. Barrel/Tag vs. 1,3 Mio. Barrel/Tag) sowie eines schwächer als prognostizierten Nachfragewachstums (1,5. vs. 1,8 Mio. Barrel/Tag), nötig, sodass ein Überschießen bei den Öllagerbeständen vermieden werden kann. Von dieser Ankündigung konnte der Ölmarkt allerdings nur kurzfristig profitieren, denn der Fokus der Marktteilnehmer verlagerte sich recht schnell auf die schwachen Fundamentaldaten, wobei ein höheres „OPEC+“-Angebot und eine anhaltende Neubewertung der Wachstumsperspektiven der Weltwirtschaft, belasteten. Bis Mitte Januar wird es kaum Anzeichen für Produktionskürzungen geben, von denen wir glauben, dass diese der Katalysator für die nächste große Preisbewegung sein werden, die die Ölpreise auf 70 US-Dollar/Barrel steigen lassen wird – unsere Prognose für das erste Halbjahr 2019. Per Jahresende sehen wir die Ölpreise moderat niedriger bei 66 US-Dollar/Barrel.
- ❖ Die OPEC-Kürzungsmaßnahmen lassen uns nun für 2019 niedrigere Lagerbestände prognostizieren, wodurch das kurze Ende der Terminkurve im kommenden Jahr gut unterstützt sein dürfte. Das lange Ende dürfte durch Produzentenhedging gedrückt werden, wodurch dieses gegen die Grenzkosten der Ölproduktion konvergiert. Entsprechend erwarten wir eine Rückkehr der Backwardation bei der Brentöl-Futurekurve in den kommenden Wochen.

## **Förderkürzung von kurzer Duration, um Lagerbestände zu normalisieren**

Die OPEC- und Nicht-OPEC-Förderländer haben mit ihrer Ankündigung die Fördermenge in der ersten Jahreshälfte 2019 um insgesamt 1,2 Mio. Barrel/Tag ggü. dem Oktober-Produktionsniveau zu kürzen, eine wichtige Basis für das kommende Jahr geschaffen. Die Förderkürzungen wurden angesichts eines besser als erwarteten US-Produktionswachstums (1,5 Mio. Barrel/Tag vs. 1,3 Mio. Barrel/Tag) sowie eines schwächer als erwartetes Nachfragewachstum (1,5 Mio. vs. 1,8 Mio. Barrel/Tag) nötig, sodass ein Überschießen bei den Öllagerbeständen vermieden werden kann. Wie wir jüngst in mehreren Publikationen (siehe hier und hier) argumentierten, sind normalisierte Öllagerbestände die notwendige Bedingung für eine Volatilität am Ölmarkt auf Normalniveau und Backwardation der Ölterminkurve. In der Erwartung spürbar steigender Lagerbestände (über das Normalniveau hinaus) im Vorfeld der OPEC-Sitzung, stieg die Ölpreisvolatilität spürbar an (Oktober und November jeweils rund 38 %) und die Öl-Forwardkurve rotierte in Contango.

Von dieser Ankündigung konnte der Ölmarkt allerdings nur kurzfristig profitieren, denn der Fokus der Marktteilnehmer verlagerte sich recht schnell auf die schwachen Fundamentaldaten, wobei ein höheres „OPEC+“-Angebot und eine anhaltende Neubewertung der Wachstumsperspektiven der Weltwirtschaft, belasteten. Bis Jahresende und in den ersten Januarwochen sehen wir nur wenig Potenzial bei Öl. Wir sehen Brentöl zum Jahresende bei 63 US-Dollar/Barrel. Bis Mitte Januar wird es kaum Anzeichen für Produktionskürzungen geben, von denen wir glauben, dass diese der Katalysator für die nächste große Preisbewegung sein werden, die die Ölpreise auf 70 US-Dollar/Barrel steigen lassen wird – unsere Prognose für das erste Halbjahr 2019. Per Jahresende sehe wir die Ölpreise moderat niedriger bei 66 US-Dollar/Barrel.

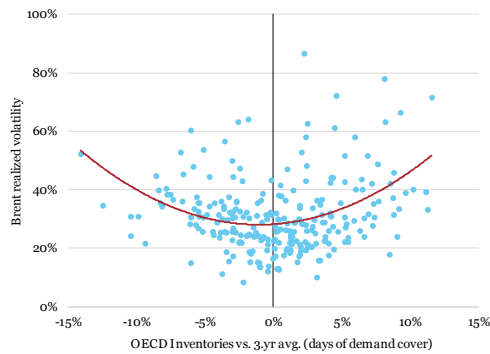
Die OPEC-Kürzungsmaßnahmen lassen uns nun für 2019 niedrigere Lagerbestände prognostizieren, wodurch das kurze Ende der Terminkurve im kommenden Jahr gut unterstützt sein dürfte. Mit einem niedrigen Produktionspfad von OPEC und Russland im Jahr 2019, rechnen wir mit einem Anstieg der „spare capacity“ der Gruppe auf 2,5 Mio. Barrel/Tag in 2020, mit neuen Förderkapazitäten, die Rückgänge von älteren Feldern mehr als kompensieren. Gut zu erkennen ist dies an der spürbar gestiegenen Aktivität unter „low-cost“-Produzenten, wie Saudi-Arabien, Kuwait, den VAE innerhalb der OPEC. Dadurch wird das lange Ende der Ölterminkurve gegen die Grenzkosten der Ölproduktion konvergieren. Entsprechend erwarten wir eine Rückkehr der Backwardation bei der Brentöl-Futurekurve in den kommenden Wochen.

## **Die ökonomischen Anreize die Produktion zu kürzen sind überzeugend; fehlende Länderallokation verkompliziert den Ausblick**

Für die OPEC-Staaten sind die ökonomischen Anreize naheliegend, die Produktion im kommenden Jahr zu kürzen. Die Umsatzeinbußen durch eine reduzierte Output-Menge sind geringer als die Verluste durch sinkende Preise angesichts steigender Öllagerbestände – wie dies am jüngsten Preiseinbruch auf dem Ölmarkt um fast 30 % gut zu erkennen war. Das von uns nun leicht schwächer prognostizierte Nachfragewachstum und das höhere Angebot von Nicht-OPEC-Produzenten kann unseres Erachtens durch ein angepasstes OPEC-Produktionsniveau ausgeglichen werden. Nur im Falle eines starken Nachfrageeinbruchs würden die Kürzungen nicht ausreichend schnell genug wirken, um einen spürbaren Lageranstieg zu vermeiden.

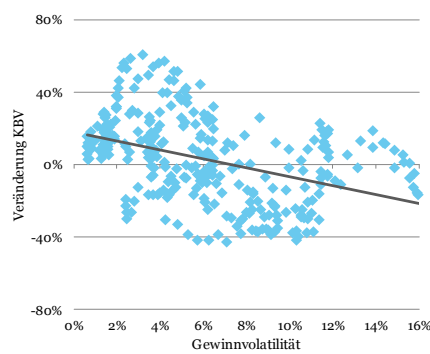
Steigende Lagerbestände, spürbar über dem als Normalniveau angesehenen Fünfjahresdurchschnitt hinaus, gehen einher mit einer erhöhten Preisvolatilität (2015 bis Ende des ersten Quartals 2017; siehe Abb. 1). Gleiches gilt, wenn die Lagerbestände ein zu niedriges Niveau erreichen (so zu beobachten im Mai/Juni 2018). Daher ist es im Interesse der OPEC, die Lagerbestände möglichst in der Nähe des Normalniveaus zu halten, um in der Folge die Preis-Gewinn-Volatilität niedrig zu halten, was sich tendenziell positiv auf die Bewertung des Anlagevermögens in den Bilanzen der Produzenten niederschlägt.

**Abb. 1: Normalisierte Öllagerbestände sind der Schlüssel zu einer niedrigen Ölpreisvolatilität...**  
 OECD Commercial Stocks in Tagen der Ölnachfrage vs. 3-Jahresdurchschnitt vs. realisierte 1-Mo rollierende Ölpreisvol



Quelle: HSH Nordbank Economics, ICE, IEA

**Abb. 2: ...und entsprechend der Gewinnvolatilität von Ölfirmen**  
 3-J. rollierende Veränderung um Kurs-Buchwert-Verhältnis (vertikal) vs. 3-J. rollierende Gewinnvolatilität

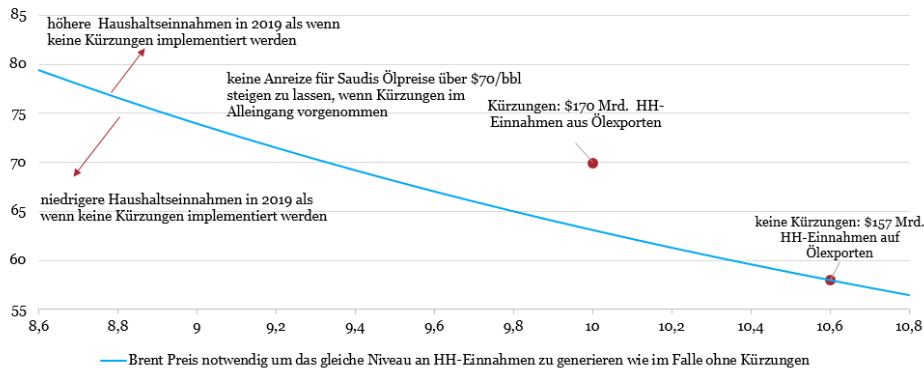


Quelle: HSH Nordbank Economics, ICE, IEA

Darüber hinaus zeigt unsere Analyse der saudischen Haushaltseinnahmen aus Energieexporten die fiskalischen Anreize der Förderkürzungen auf. Die erwarteten saudischen Haushaltseinnahmen für das kommende Jahr belegen, dass das Königreich bereit sein sollte, eine noch stärkere Kürzung vorzunehmen, als durch die Ankündigung aus der vergangenen Wochen antizipiert werden kann. Eine Kürzung von 1,1 bis 1,2 Mio. Barrel/Tag könnte Saudi-Arabien alleine stemmen, ohne dass die Haushaltseinnahmen dadurch belastet würden, da der mit den Kürzungen erwartete positive Preiseffekt den negativen Volumeneffekt kompensiert.

**Abb. 3: Saudi-Arabien könnte bis zu 1. Mio. Barrel/Tag kürzen, um die Staatseinnahmen zu steigern.**

x-Achse: Ölfördermenge Saudi-Arabiens (Mio. Barrel/Tag); y-Achse: Brentölpreis (US-Dollar/Barrel)



Quelle: HSH Nordbank Economics, IWF, ERCA, Saudi General Authority for Statistics, Jodi

Unklarheiten bestehen allerdings darüber fort, wie die Quoten der Förderkürzungen auf die einzelnen Länder aufgeteilt werden sollen. Dies hat die Sorgen über eine mangelnde „Compliance“ aufkommen lassen, weil insbesondere Russlands Beteiligung an den Produktionskürzungen in erster Linie politisch motiviert sein dürfte. Die dortigen Produzenten führen im Jahresverlauf angesichts eines hohen Ölpreisniveaus, einer Produktion auf Rekordniveau und eines schwachen Rubels Rekordgewinne ein. Auch mit dem derzeitigen niedrigeren Ölpreisniveau können Russlands Ölförderungsgewinne gut leben. Daher hat der einzelne russische Förderer auf den ersten Blick gegenwärtig keine Anreize, die Fördermenge zu reduzieren.

## Saudi-Arabien übernimmt wieder den Löwenanteil der Produktionsanpassung

Nach unserer Einschätzung dürften die beiden größten Förderer innerhalb der „OPEC+“-Gruppe, Saudi-Arabien (330 Tsd.) und Russland (230 Tsd. Barrel/Tag), die größten Einschnitte übernehmen. Neben den beiden größten Produzenten gehen wir darüber hinaus davon aus, dass: (1) die Kern-Staaten des Abkommen (Saudi-Arabien, Russland, Kuwait, VAE und Oman) maßgeblich zu den Kürzungen beitragen werden, (2) Iran und Venezuela (beide ausgenommen) spürbar durch unfreiwillige Kürzungen - welche sich über den Zeitverlauf verstärkt ergeben dürften - zum angestrebten „rebalancing“ des Ölmarktes beitragen werden und (3) andere beteiligte Staaten durch natürliche Verfallsraten bei der Produktion zu der Kürzung beitragen werden. Libyen, das ebenfalls ausgenommen ist, dürfte im kommenden Jahr eine erhöhte Volatilität bei den Fördermengen erfahren. Wir gehen von einer Durchschnittsproduktion des Landes von 1,05 Mio. Barrel/Tag im kommenden Jahr aus, d.h. Rückgänge auf 700 bis 800 Tsd. Barrel/Tag sind durchaus denkbar, während Anstiege über die zuletzt beobachteten Förderniveaus von mehr als 1,2 Mio. Barrel/Tag möglich sind. Eine Rückkehr auf die von der Regierung angestrebte Volumen von 1,6 Mio. Barrel/Tag halten wir dagegen für nicht möglich - zumindest nicht bis 2020.

**Abb. 4: Angekündigte Produktionskürzungen nahe unseren Erwartungen, Länderallokation weitgehend unsicher**

in Tsd. Barrel/Tag

Rohöl Produktionsvolumina	Angekündigte Kürzungen			HSH Angebots- und Nachfragebalance (IEA-Basis, 10.12.18)							
	Okt-18 (OPEC Sekundärquellen)	Tsd. Barrel/Tag	%	Okt-18 (IEA)	4Q18e	1Q19e	2Q19e	Cut vs. Okt-18	3Q19e	4Q19e	2H vs. 1H
Ecuador	525	-16		520	527	525	525	5	525	525	0
Venezuela	1171	ausgenommen		1260	1290	1190	1100	-115	1000	900	-195
Algerien	1054	-32		1070	1067	1035	1020	-43	1020	1020	-8
Gabun	186	-6		190	188	190	190	0	190	190	0
Angola	1533	-46		1500	1575	1585	1555	70	1560	1600	10
Nigeria	1751	-53		1670	1612	1750	1750	80	1725	1695	-40
Eq. Guinea	131	-4		110	108	110	110	0	110	110	0
Kongo, DR	324	-10		330	330	335	335	5	335	335	0
Libyen	1114	ausgenommen		1120	1070	1150	1150	30	1200	1200	50
Irak	4653	-140		4650	4615	4725	4750	88	4800	4800	63
Kuwait	2797	-84		2760	2760	2715	2715	-45	2750	2800	60
S. Arabien	10630	-319		10650	10573	10150	10100	-525	10300	10350	200
VAE	3160	-95		3210	3217	2950	2950	-260	3100	3200	200
Iran (Rohöl)	3296	ausgenommen		3340	3013	2925	2580	-588	2480	2580	-223
Russland (Rohöl)	11411	-228		11411	11433	11392	11365	-33	11414	11463	60
Andere Nicht-OPEC (Öl)	6865	-137		6865	6865	6892	6790	-24	6768	6820	-47
Total OPEC	32325	-802		32.38	31945	31335	30830	-1298	31095	31305	118
Total Non-OPEC	18276	-366		18276	18298	18284	18155	-57	18182	18283	13

Quelle: HSH Nordbank Economics, OPEC, IEA

## Erneute Förderkürzungen der OPEC stellen keine strukturelle Änderung der OPEC-Strategie dar. Kampf um Marktanteile hält weiter an.

Die erneuten „OPEC+“-Kürzungsmaßnahmen stellen für uns keine strukturelle Änderung der Strategie der OPEC-Länder und Russland dar. Vielmehr verfolgt die OPEC mit ihrem Vorgehen ein „duales Ziel“: Auf der einen Seite versucht die OPEC natürlich weiterhin in einem niedrigen Ölpreisumfeld Marktanteile hinzuzugewinnen. Zum anderen hat es für die OPEC-Staaten Priorität, für möglichst stabile Verhältnisse am Ölmarkt zu sorgen. D.h., die „OPEC+“-Förderländer werden versuchen, im Rahmen des Nachfragebedarfs die Fördermenge auszuweiten, dadurch Marktanteile hinzuzugewinnen und in Phasen eines schwächelnden Nachfrageumfelds die Produktion entsprechend anzupassen, sodass die Öllagerbestände nicht zu sehr über das Normalniveau hinaus ansteigen werden. Diese Strategie der OPEC ist konsistent mit dem Vorgehen in den 1980er und 90er Jahren: Sie kürzte in Phasen schwacher Nachfrage die Rohölförderung und versuchte Marktanteile hinzuzugewinnen, in Phasen in denen es die Nachfrage dies ermöglicht.

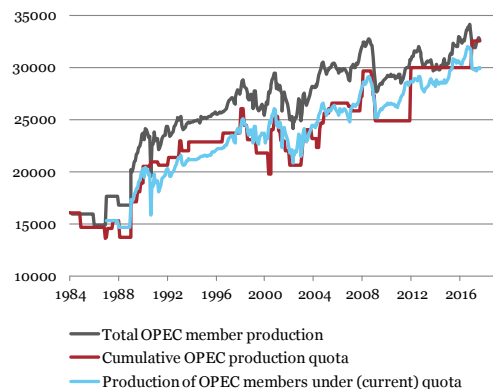
Darüber hinaus verfolgt die OPEC das Ziel, die Öl-Forwardkurve in Backwardation, d.h., gegeben eine Marktsituation bei der die Terminkurve ein stetiges Gefälle aufweist, also das kurze Ende Kurve höher notiert als das hintere Ende, zu halten. Bei niedrigeren Terminpreisen

<sup>1</sup> Kürzungen basierend auf den OPEC Sekundärquellen

kann die US-Schieferölindustrie die Produktion im Voraus nicht zu höheren Preisen als den gegenwärtigen Spotpreisen absichern. Große Produzenten, wie beispielsweise die staatlichen Förderer in den OPEC-Staaten oder die Öl-Majors, die zu groß sind, um hedgen, präferieren diese Marktsituation, da sie hier ihren Umsatz relativ zu einer Marktsituation in Contango maximiert. Daher versucht die OPEC wieder zu ihrer Strategie der 80er und 90er Jahre zurückzukehren, in der sie es schaffte, die Lagerbestände durch Produktionsanpassungen stabil und die Ölterminkurve in Backwardation zu halten, während sie über die Zeit ihren Marktanteil ausbauen konnte.

**Abb. 5: Der Kampf um Marktanteile und Produktionsanpassungen sind konsistent zu einander,...**

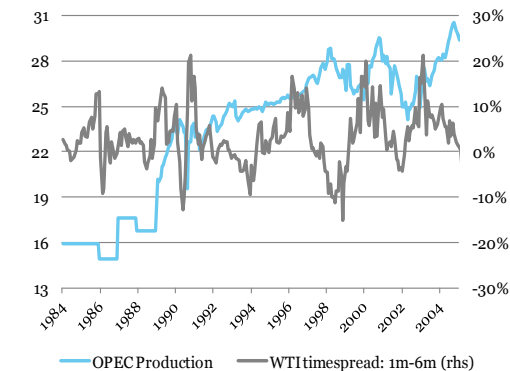
OPEC-Produktionsmenge in Tsd. Barrel/Tag



Quelle: ICE, Bloomberg, HSH Nordbank Economics

**Abb. 6: denn nur so kann die OPEC ihren Umsatz maximieren, während sie gleichzeitig mittels Backwardation US-Shale in Schach hält**

in Mio. Barrel/Tag (l.S.); WTI timespreads, in % (r.S.)



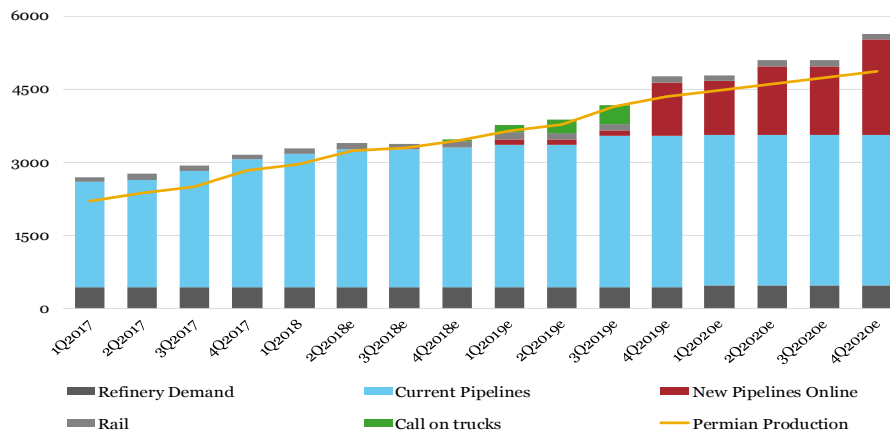
Quelle: ICE, Bloomberg, HSH Nordbank Economics

### Leicht rückläufige Wachstumsdynamik im Schieferölbereich für 2019 erwartet

Die USA sind in den vergangenen Monaten zum größten Ölproduzenten vor Russland und Saudi-Arabien aufgestiegen, dank eines beispiellosen Wachstums im US-Schieferölsektor in den vergangenen Jahren. Für den Großteil des Jahres 2019 rechnen wir aufgrund von Pipelineengpässen in der Permian-Basin mit einem etwas langsameren Produktionswachstum. Die nur noch geringen verfügbaren freien Kapazitäten dürften das Angebotswachstum in den USA bis zum Ende des dritten Quartals bremsen. Aufgrund dessen rechnen wir für die Schieferölindustrie im kommenden Jahr mit einem Produktionswachstum von durchschnittlich 1,2 Mio. Barrel/Tag YoY, nach 1,5 Mio. Barrel/Tag YoY in 2018. Erst gegen Jahresende dürfte sich das Wachstum beschleunigen.

**Abb. 7: Produktionswachstum in den USA bleibt bis Ende 2019 aufgrund Pipe-Capacity-Engpässen beschränkt**

in Tsd. Barrel/Tag



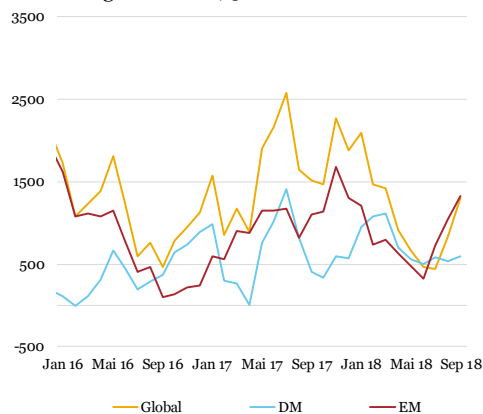
Quelle: HSH Nordbank Economics, Platts

## Nachfragewachstum unterstützt ebenfalls „rebalancing“-Prozess

Wir bestätigen unseren optimistischen Ölnachfrageausblick für 2019, da die Weltwirtschaft bei etwas abnehmender Dynamik mit einer Rate von 3,5 % (2018: 3,8 %) immer noch relativ robust wachsen sollte. In diesem Umfeld halten wir eine Beschleunigung der Ölnachfrage der Emerging-Markets-Volkswirtschaften (ex. China) für wahrscheinlich, nachdem die Nachfrage im Jahr 2018 aufgrund des starken US-Dollars und der restriktiveren Finanzierungsbedingungen noch belastet wurde. Das durchschnittliche Nachfragewachstum beträgt in diesem Jahr wahrscheinlich 1,45 Mio. Barrel/Tag (+0,25 Mio. Barrel/Tag oberhalb der IEA-Schätzung), angetrieben durch eine solide Diesel- und Kerosinnachfrage in den USA und China. Unsere 2019er Nachfrageschätzung liegt bei 1,5 Mio. Barrel/Tag (+0,1 Mio. Barrel/Tag vs. IEA), angetrieben durch eine Erholung der Nachfrage in den EM-Volkswirtschaften, einer starken Nachfrage aus der Petrochemie mit robusten Cracker-Margen und Cracking-Kapazitätserweiterungen sowie einem zusätzlich durch die Implementierung der IMO 2020-Regulatorik für die Schiffsmärkte induzierten Nachfrageschub. Letzteres betrifft Schadstoffemissionen in der Schifffahrt. Reedereien werden bereits in der zweiten Jahreshälfte 2019 mit der Implementierung der erst ab 1. Januar 2020 gültigen Regulierung beginnen.

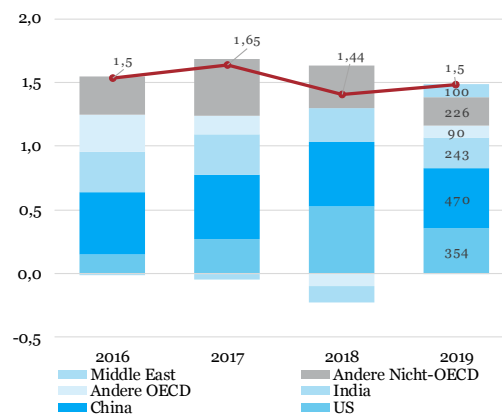
**Abb. 8: Die Ölnachfrage zeigte sich in 2018 mit einem Wachstum von 1,5 Mio. Barrel/Tag YoY recht robust...**

YoY Nachfragewachstum (Tsd. Barrel/Tag). 'Monatlich. Stichprobe' basiert auf Länderdaten, die 74 % der Ölnachfrage abdecken, 3-MA



Quelle: HSH Nordbank Economics, ICE, IEA

**Abb. 9: ...dies sollte sich in 2019 fortsetzen**  
in Mio. Barrel/Tag



Quelle: HSH Nordbank Economics, ICE, IEA

## Exkurs: IMO 2020

Ab dem 1. Januar 2020 gilt eine neue Obergrenze für den Schwefelgehalt von Schiffstreibstoffen. Das bisherige Limit von 3,5 % M/M (mass by mass) Sulphur Oxide (SOx) wird auf 0,5 % herabgesetzt, so hat es die Internationale Seeschiffahrtsorganisation (IMO), eine Unterorganisation der Vereinten Nationen, im Oktober 2016 beschlossen. Denn obwohl Schiffskraftstoffe nur rund 7 % der Ölnachfrage aus dem Transportsektor (bzw. 4 % der weltweiten Ölnachfrage) ausmachen, steht der Verbrauch hiervon für mehr als 90 % der Schwefelemissionen der Transportindustrie. Im globalen Kontext entfallen auf den Schifffahrtssektor 12% der globalen Schwefeldioxidemissionen, 13% der weltweiten Stickoxidemissionen und 3% der weltweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen.

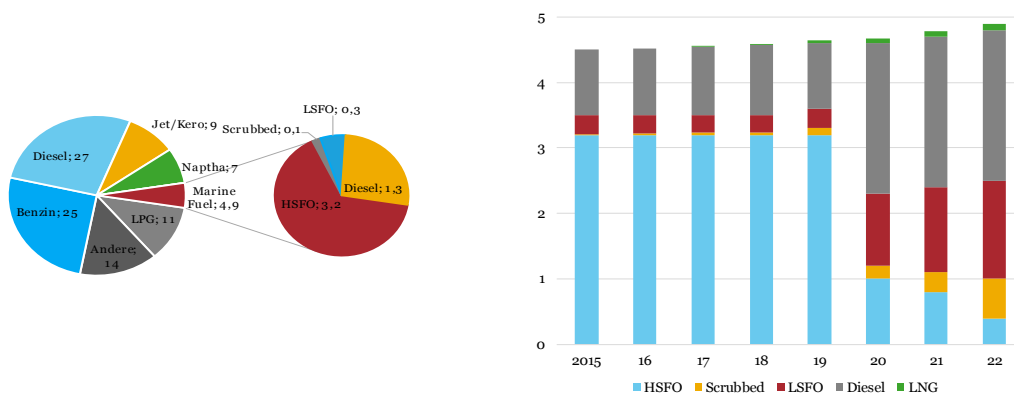
Um den Regulierungsanforderungen zu begegnen, können die Schiffsbetreiber entweder niedrighschwefeligen Treibstoff (*Low Sulphur Fuel Oil* – LSFO oder *Marine Gasoil* – MGO) verwenden, oder schwefelreichen Treibstoff (*High Sulphur Fuel Oil* – HSFO) mittels Abgasfiltern (sogenannte *Scrubber*) nachbehandeln. Ein Wechsel auf LSFO oder MGO als alleinigen Treibstoff ist mit geringen Investitionskosten verbunden; allerdings ist LSFO/MGO teurer als HSFO, so dass höhere Treibstoffkosten anfallen als bisher. Darüber hinaus wäre, sozusagen als dritte Alternative, der Wechsel auf alternative Treibstoffe nicht auszuschließen. LNG und Methanol sind alternative Schiffskraftstoffe, und zumindest LNG käme näher in Betracht. Laut dem Beratungsdienst DNV-GL sind derzeit neben den LNG-Carriern, den Transportschiffen für LNG, rund 120 LNG-betriebene Schiffe unterwegs und ungefähr weitere 70 Schiffe können auf LNG umgestellt werden (LNG-ready). Darüber hinaus seien weitere 100 Schiffe im Bau. Bislang werden die meisten Schiffe aber nur für kürzere Distanzen eingesetzt. Problematisch bleibt hier die Bunker-Infrastruktur in den Häfen.

Die Folgen der Regulierung bleiben dabei nicht auf die Schifffahrt beschränkt. Angesichts der globalen Dimension von IMO 2020 und dem regulierungsbedingten Anstieg der Nachfrage nach schwefelarmen Treibstoffen – unabhängig von einem generellen Anstieg der Kraftstoffnachfrage des Transportsektors um rund 3 % p.a. bis 2020 –, werden auch Raffineriebetreiber, andere Transportsektoren sowie kraftstoffintensive Branchen vor Herausforderungen gestellt.

Der gesamte Bunkerölmarkt hat gegenwärtig ein Gesamtvolumen von rund 5,3 Mio. Barrel/Tag. Davon entfallen ca. 65 % bzw. 3,2 Mio. Barrel/Tag der Nachfrage auf HSFO. Dieses hat derzeit einen durchschnittlichen Schwefelgehalt von 2,8%. Die übrigen 35 % des täglich benötigten Schiffskraftstoffs werden über das teurere MGO bzw. LSFO abgedeckt. Hier ist mit Nachfrageverschiebungen zu den teureren Produkten wie MGO bzw. LSFO zu rechnen. Wir erwarten, dass rund 2 Mio. der insgesamt 3,2 Mio. Barrel/Tag an Nachfrage nach HSFO mit der Einführung der neuen Schwefelobergrenzen auf MGO oder LSFO verlagert werden. Die verbleibenden 1,2 Mio. Barrel/Tag an HSFO-Nachfrage dürfte von Schiffen mit eingebauten Scrubbern verbraucht werden.

**Abb. 10: Maritimsektor steht für 5 % der globalen Ölnachfrage, davon entfällt der größte Teil auf sehr schwefelhaltiges HSFO; wobei ab Mitte 2019 eine massive Nachfrageverschiebung hin zu Marine-Gasöl (Diesel) zu beobachten sein wird**

in Mio. Barrel/Tag



Quelle: IHS, IEA, OPEC, HSH Nordbank Economics

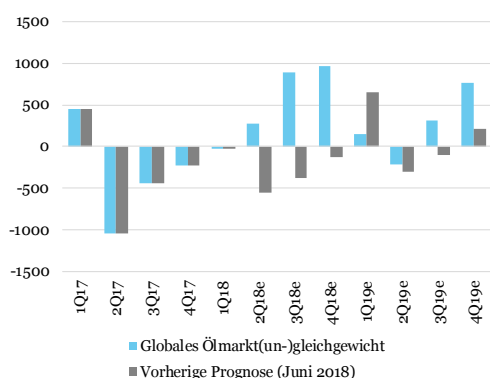
## Öllagerbestände sollten sich wieder normalisieren und Ölpreise sollten wieder ansteigen

In den kommenden Wochen sehen wir das Preispotenzial eher beschränkt, zumal die jüngsten Exportdaten aus Saudi-Arabien in den vergangenen Wochen ein neues Rekordhoch erreicht haben. Im November stiegen diesen Tanker-Tracking-Daten zufolge auf 8,1 Mio. Barrel/Tag im November (+0,6 Mio. Barrel/Tag MoM). Hinweise auf Produktionskürzungen werden dann Anfang 2019 der notwendige Katalysator für einen Anstieg der Ölpreise sein, wobei die Tanker-Trackingdaten voraussichtlich ab der dritten Januarwoche eine erste Schätzung über die Kürzungsvolumina liefern werden.

Für unsere Preisprognose gehen wir davon aus, dass die libysche Produktion im kommenden Jahr bei 1 Mio. Barrel/Tag liegt. Wir gehen davon aus, dass etwas höhere Einschnitte und eine robuste Nachfrage – wir schätzen dies im kommenden Jahr auf durchschnittlich 1,5 Mio. Barrel/Tag – dazu beitragen werden, die Lagerbestände wieder auf das Normalniveau zurückgeführt werden. Dies führt dazu, dass wir zu Beginn des zweiten Quartals wieder Niveau der Öllagerbestände auf dem Fünfjahresdurchschnitt erreichen dürften, womit die Ölterminkurve wieder über ihre gesamte Länge in Backwardation übergeht und die Brentölpreise auf 70 US-Dollar/Barrel ansteigen sollten. Zuletzt stark gestiegene Lagerbestände, insbesondere in den USA, drücken das vordere Ende der Terminkurve in Contango, während Produzentenhedging und die Erwartung niedriger Lagerbestände in Q2-2019 das hintere Ende drücken. Um einen spürbaren Preisanstieg bei Brent und WTI beobachten zu können, müssen sich die Spotpreise über diesen Buckel bewegen. Gemäß unseren Angebots- und Nachfrageprognosen erwarten wir, dass dies im 2. Quartal 2019 eintreten sollte.

### Abb. 11: Wir erwarten nun für 1Q-19 einen moderaten Überschuss und im 2Q-19 ein marginales Defizit...

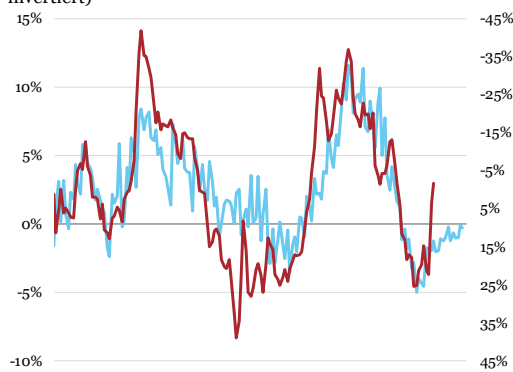
Globales Ölmarkt(un-)gleichgewicht (Angebot – Nachfrage) in Tsd. Barrel/Tag



Quelle: HSH Nordbank Economics, IEA, EIA, Jodi

### Abb. 12: ...mit OECD-Lagerbestände auf Normalniveau im Sommer 2019

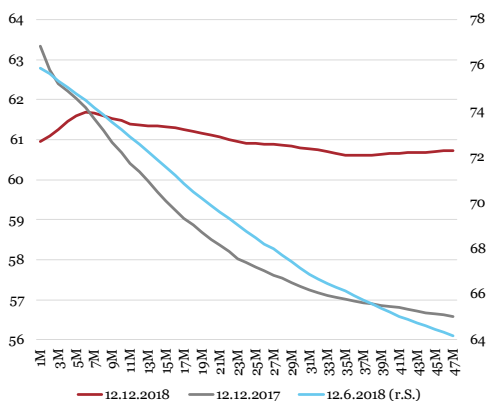
OECD Commercial Stocks in Tagen der Nachfrage vs. 5-Jahresdurchschnitt vs. 1-Mo-2-Jahres „timespread“ (% r.S., invertiert)



Quelle: HSH Nordbank Economics, ICE, IEA

### Abb. 13: Lagerabbauten sind der Schlüssel für eine nachhaltige Backwardation

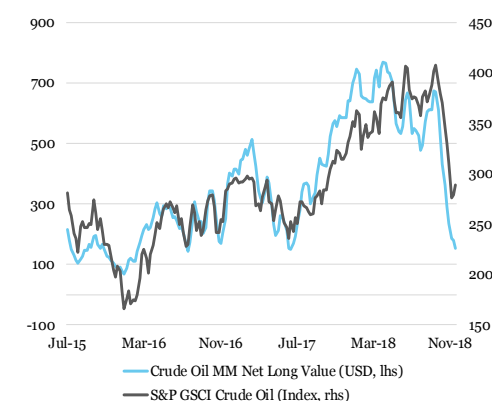
Brentölterminkurve in US-Dollar/Barrel



Quelle: ICE, Bloomberg, HSH Nordbank Economics

### Abb. 14: Die Ölmarktpositionierungen wurden spürbar abgebaut

Roil spekulative Positionierung (1000 Kontrakte) vs. S&P GSCI Rohöl Index



Quelle: ICE, S&P, Bloomberg, HSH Nordbank Economics

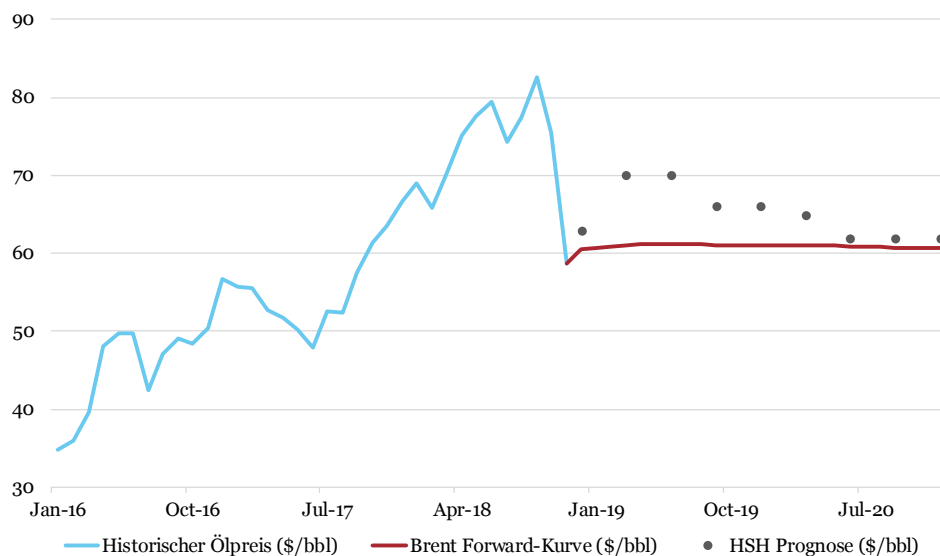


Die spekulative Positionierung am Ölmarkt ist gegenwärtig so niedrig wie seit Juli 2017 nicht mehr. Im Lichte der OPEC-Förderkürzung und der damit einhergehenden erwarteten wir eine Aufhellung der Fundamentaldaten, einen Anstieg der Netto-Long-Positionierungen und entsprechend des Ölpreises. Parallel dazu gilt, dass das „downside“-Risiko vom gegenwärtigen Niveau aus betrachtet, angesichts der niedrigen Positionierung begrenzt ist.

### Unsere 2019er Ölpreisprognose

Um die Ölpreise für das kommende Jahr prognostizieren zu können, ziehen wir unsere Erwartungen an die OECD-Öllagerbestände relativ zu ihrem Fünfjahresdurchschnittsniveau und die Beziehung zu den Brentöl „timespreads“ heran (siehe Abb. 8). Unter der Annahme, dass die Kostenstruktur der Ölindustrie auf Brent-Basis etwa 60 US-Dollar/Barrel beträgt, können wir aus der Öllager-„timespread“-Beziehung recht simpel den Auf- oder Abschlag auf die Grenzkosten der Produktion ableiten.

**Abb. 15: HSH Nordbank Ölpreisprognose 2019**  
in US-Dollar/Barrel



Forward-Kurve per 12.12.2018

Quelle: ICE, Bloomberg, HSH Nordbank Economics

## IMPRESSUM

### SHH NORDBANK AG

**HAMBURG:** Gerhart-Hauptmann-Platz 50, 20095 Hamburg, Telefon 040 3333-0, Fax 040 3333-34001

**KIEL:** Martensdamm 6, 24103 Kiel, Telefon 0431 900-01, Fax 0431 900-34002

### REDAKTION UND VERSAND

#### Economics

Dr. Cyrus de la Rubia Chefvolkswirt Tel.: 040-3333-15260	Sintje Boie Analystin Tel.: 040-3333-12820	Volker Brokelmann, CFA Credit Analyst Tel.: 040-3333-12249	Jan Edelmann Analyst Tel.: 040-3333-15206
Marius Schad Analyst Tel.: 040-3333 -15205	Thomas Miller, CFA Credit Analyst Tel.: 040-3333-12056		

Redaktionsschluss dieser Ausgabe: 14. Dezember 2018

Das Glossar zu unseren Publikationen finden Sie auf der Homepage der SHH Nordbank unter

[http://www.hsh-nordbank.de/publikationen\\_glossar](http://www.hsh-nordbank.de/publikationen_glossar)

### WEITERE ANSPRECHPARTNER DER SHH NORDBANK

#### Sparkassen & Financial Institutions

Thomas Benthien  
Tel.: 0431-900-25000

#### Sales Corporates and Real Estate

Kristin Ehrhorn  
Tel.: 0431-900-25152

#### Sales Shipping, Energy & Infrastructure

Stefan Masannek  
Tel.: 0431-900-25550

#### Debt Capital Markets

Jan Eibich  
Tel.: 0431-900-25311

#### Disclaimer

Die in dieser Publikation enthaltenen Marktinformationen sind zu allgemeinen Informationszwecken erstellt worden und ausschließlich zur Information bestimmt. Sie ersetzen weder eigene Marktrecherchen noch sonstige rechtliche, steuerliche oder finanzielle Information oder Beratung. Es handelt sich bei dieser Publikation um eine Information im Sinne des § 63 Absatz 6 WpHG bzw. Artikel 24 Absatz 3 der Richtlinie 65/2014/EU. Diese Publikation enthält keine Anlagestrategieempfehlungen oder Anlageempfehlungen (Finanzanalysen) im Sinne des § 2 Absatz 9 Nummer 5 WpHG bzw. des Artikel 3 Absatz 1 Nummer 34 und Nummer 35 der Verordnung (EU) Nr. 596/2014. Sie steht deshalb nicht im Einklang mit den Rechtsvorschriften zur Förderung der Unabhängigkeit von Finanzanalysen und unterliegt keinem Verbot des Handels im Anschluss an die Verbreitung von Finanzanalysen.

Die SHH Nordbank AG weist darauf hin, dass die dargestellten Marktinformationen nur für Anleger mit eigener wirtschaftlicher Erfahrung, die die Risiken und Chancen des/der hier dargestellten Marktes/Märkte abschätzen können und sich umfassend aus verschiedenen Quellen informieren, bestimmt sind. Die in dieser Publikation enthaltenen Aussagen und Angaben basieren auf Informationen, die die SHH Nordbank AG gründlich recherchiert bzw. aus allgemein zugänglichen, von der SHH Nordbank AG nicht überprüfbaren Quellen, die sie für verlässlich erachtet, bezogen hat: Die SHH Nordbank AG hält die verwendeten Quellen zwar für verlässlich, kann deren Zuverlässigkeit jedoch nicht mit letzter Gewissheit überprüfen. Die einzelnen Informationen aus diesen Quellen konnten nur auf Plausibilität überprüft werden, eine Kontrolle der sachlichen Richtigkeit fand nicht statt. Zudem enthält diese Publikation Schätzungen und Prognosen, die auf zahlreichen Annahmen und subjektiven Bewertungen sowohl der SHH Nordbank AG als auch anderer Quellen beruhen und lediglich unverbindliche Auffassungen über Märkte und Produkte zum Zeitpunkt der Herausgabe darstellen. Trotz sorgfältiger Bearbeitung übernehmen die SHH Nordbank AG und ihre Mitarbeiter und Organe keine Gewähr für Vollständigkeit, Aktualität und Richtigkeit der bereitgestellten Informationen und Prognosen.

Dieses Dokument kann nur gemäß den gesetzlichen Bestimmungen in den jeweiligen Ländern verteilt werden, und Personen, die im Besitz dieses Dokuments sind, sollten sich über die anwendbaren lokalen Bestimmungen informieren. Diese Unterlagen enthalten nicht alle für wirtschaftlich bedeutende Entscheidungen wesentliche Angaben und können von Informationen und Einschätzungen anderer Quellen/Marktteilnehmer abweichen. Weder die SHH Nordbank AG noch ihre Organe oder Mitarbeiter können für Verluste haftbar gemacht werden, die durch die Nutzung dieser Publikation oder ihrer Inhalte oder sonst im Zusammenhang mit dieser Publikation entstanden sind.

Die SHH Nordbank AG weist darauf hin, dass die Verbreitung der vorliegenden Materialien nicht zulässig ist. Schäden, die der SHH Nordbank AG aus der unerlaubten Verbreitung dieser Materialien entstehen, hat der Verbreitende in voller Höhe zu ersetzen. Von Ansprüchen Dritter, die auf der unerlaubten Verbreitung dieser Materialien beruhen, und damit im Zusammenhang stehenden Rechtsverteidigungskosten hat er die SHH Nordbank AG freizuhalten. Dies gilt insbesondere auch für die Verbreitung dieser Publikation oder von Informationen daraus an U.S. Personen oder Personen in Großbritannien.

Die SHH Nordbank unterliegt der Aufsicht der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin), Graurheindorfer Str. 108, 53117 Bonn sowie der Europäischen Zentralbank, Sonnemannstraße 20, 60314 Frankfurt am Main.